

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Скворцов Максим Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Б	Скворцову Максиму Игоревичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком Q = 50 м3/сутки.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного</p>

	<p>забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3 МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛТФОРМЫ</p>
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)			
Раздел	Консультант		
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:			
1. Общая и геологическая часть			
2. Технологическая часть			
3. Морские стационарные платформы			
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			
5. Социальная ответственность			

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Б	Скворцов Максим Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, скважина, перфорация, нефть, обсадная колонна, интенсификация притока, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены виды и особенности конструкции морских стационарных платформ.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2660 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная двухколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

МПС – морские стационарные платформы

ГМСП – гравитационные морские стационарные платформы

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. – внутренний и др.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Углубление скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	30
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	32

2.4.1.1	Исходные данные для расчета действующих нагрузок.....	32
2.4.1.2	Расчет наружных избыточных давлений.....	33
2.4.1.3	Расчет внутренних избыточных давлений.....	36
2.4.1.4	Конструирование обсадной колонны по длине.....	38
2.4.2	Расчет и обоснование параметров цементированной эксплуатационной колонны.....	39
2.4.2.1	Обоснование способа цементирования.....	39
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости.....	39
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	41
2.4.2.4	Выбор типа и расчет необходимого количества цементового оборудования.....	43
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	44
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	44
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия пласта.....	44
2.4.4.2	Проектирование пластоиспытателя.....	45
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования.....	46
2.5	Выбор буровой установки.....	47
3	МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ.....	49
3.1	Стационарные платформы.....	49
3.2	Классификация стационарных платформ.....	50
3.3	Описание буровых установок.....	52
3.3.1	Гравитационные морские стационарные платформы.....	52
3.4	Свайные платформы.....	56
3.5	Гравитационно-свайные морские стационарные платформы.....	56
3.6	Платформы с железобетонным фундаментом.....	57

3.7 Платформы мачтового типа.....	58
3.8 Морские стационарные платформы «Монопод».....	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО "Таймырнефть".....	62
4.2 Организационная структура управления предприятием.....	62
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	64
4.4 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	65
4.4.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	65
4.4.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	66
4.4.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей..	67
4.4.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	67
4.4.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	68
4.4.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	70
4.4.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	70
4.4.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.	70
4.5 Сметная стоимость строительства скважины	71
4.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	71
4.6 Расчет технико-экономических показателей	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1 Производственная безопасность	75
5.1.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	76
5.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	81
5.2 Экологическая безопасность.....	85
5.2.1 Анализ воздействия на атмосферу.....	85
5.2.2 Анализ воздействия на гидросферу.....	85

5.2.3 Анализ воздействия на литосферу	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А	99
Статиграфический разрез скважины	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	100
Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ В	103
Зоны возможных осложнений	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	104
Проект конструкции скважины	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	105
График нагрузок при турбанном бурении.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1.....	106
Потребное количество бурового раствора	106
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.2.....	108
Потребное количество химических реагентов.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	111
Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины	111
ПРИЛОЖЕНИЕ И	113
Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования	113
ПРИЛОЖЕНИЕ К	114
Основные технические характеристики перфорационных систем ПКТ-89 ...	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	115
Комплекс испытательного оборудования КИИ-3-95.....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ М.1	116

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116	116
ПРИЛОЖЕНИЕ М.2	117
Состав комплекса и технические характеристики пластоиспытателя ИПТ-116.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Н.1	119
Скважинное оборудование для свабирования КС-62.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Н.2	120
Состав оборудования свабирования и технические характеристики КС-62 ..	120
ПРИЛОЖЕНИЕ П.....	121
Организационная структура ООО"Таймырнефть".....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Р.1.....	122
Расчет нормативной карты.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Р.2.....	124
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Р.3.....	126
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ С	128
Сметный расчет на бурение и крепление	128

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край), дебитом 50 м³/сут.. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции а также заканчивание разведочной вертикальной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

Стратиграфический разрез скважины с описанием элементов залегания и коэффициентом кавернозности пластов (усредненным) приведены в приложении А.

Анализируя таблицу, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Восточной Сибири, а коэффициент кавернозности достигает значения 1,3.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины с описанием плотности, пористости, проницаемости, категорий пород приведены в приложении Б.

Как видно из таблицы, в основном скважину приходится бурить в условиях сцементированных абразивных пород средней твердости.

Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород, горного давления (для текучих пород) и распределение температур приведены в приложении Б.

Из представленных таблиц при последующих расчетах будут взяты необходимые данные: коэффициент пластичности, пористости, проницаемости, тип коллектора – для обоснования конструкции эксплуатационного забоя. Ожидаемый дебит, возможные осложнения – для расчета конструкции скважины. Данные по температуре необходимы при расчете цементирования. Данные по градиентам пластового, горного давлений, градиента гидроразрыва горных пород учитываются при расчете цементирования скважины – выбора числа ступеней цементирования, выбора обвязки обсадных колонн. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в приложении В.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

Осложнения являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

- перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
- соблюдать установленную скорость спуска колонн;
- постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
- доливать скважину по мере необходимости;
- минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементированья;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями..

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. [1]

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

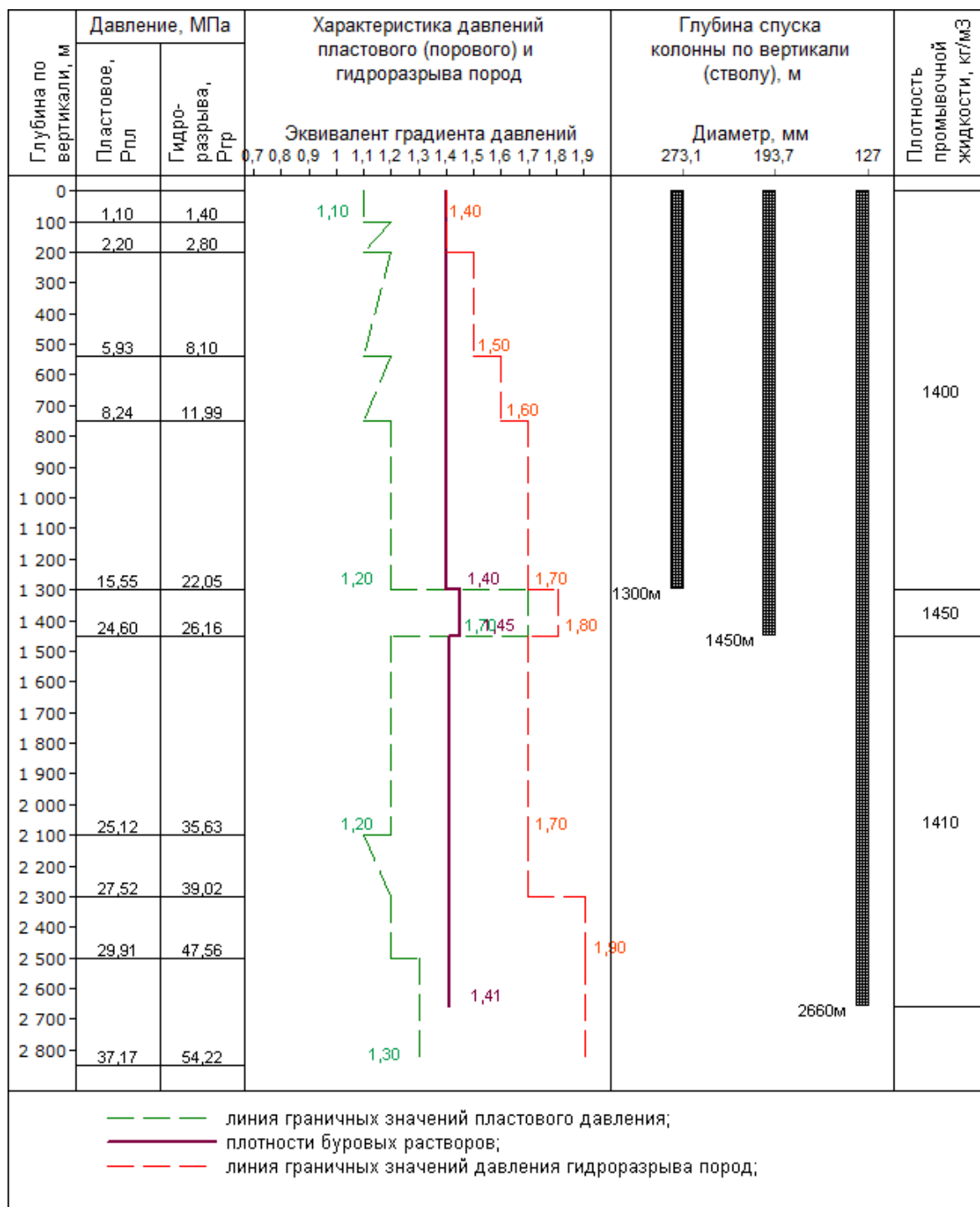


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта, наблюдаются интервалы несовместимого по условию бурения. Следовательно, требуется промежуточная колонна.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Кондуктор: глубина спуска 1300м.
2. Техническую колонну спускаем на глубину 1450м.

Конструкция скважины является двухколонной. Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение о наличии интервала, несовместимого по условию бурения, -1300-1450м. Поэтому проектируется спуск и крепление технической колонны в интервале от 0-1450м.

3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2660м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ)

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Кондуктор	0	1300
Техническая колонна	0	1450
Эксплуатационная колонна	0	2660

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Кондуктор: интервал цементирования 0-1300м;
2. Техническая колонна 1150-1450м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 2660-(1450-150) =1360м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q=50\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{эк н} = 127\text{мм};$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк д}$ расч для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле: [1]

$$D_{эк д расч} \geq D_{эк м} + \Delta \quad (1)$$

где, $D_{эк м} = 133\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 15\text{мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк д расч} = 156,3\text{мм},$$

Выбираем долото шарошечное, диаметр долота $D_{эк д} = 158,7\text{мм}$.

2. Расчет диаметра технической колонны и диаметра долота под техническую колонну:

Внутренний диаметр технической колонны: [1]

$$D_{т.вн} = D_{эк.д} + 14 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{т.к.} = 158,7 + 14 = 172,7\text{мм};$$

внутренний диаметр (178,5мм); диаметр муфты (215,9мм)

Наружный диаметр промежуточной колонны = 193,7мм.

$\Delta = 25\text{мм}$ разность диаметров для данной трубы.

Дд для технической колонны $215,9 + 25 = 240,9\text{мм}$.

Выбираем долото PDC (243мм)

3. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Учитывая зазор для прохождения долота: [1]

$$D_{к.вн} = D_{т.д} + 14 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{к.вн} = 243 + 14 = 257 \text{ мм};$$

Внутренний диаметр (258,7мм),

Диаметр муфты (298,5мм),

Наружный диаметр (273,1мм);

$\Delta = 35 \text{ мм}$ разность диаметров для данной трубы

Расчетный диаметр долота $D_{к.д.расч} = 298,5 + 35 = 333,5 \text{ мм}$,

Выбираем долото шарошечное, диаметр долота $D_{к.д} = 349,2 \text{ мм}$.

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины в приложении Г.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Кондуктор	0	1300	0	1300	273,1	349,2
Техническая колонна	0	1450	1150	1450	193,7	243
Эксплуатационная колонна	0	2660	1300	2660	127	158,7

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле: [5]

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»),
кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 14,3 \text{ МПа},$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК2-21-127х193х273.
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: ОП5-280/80х21.

2.3. Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. [2]

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-1300	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1300-1450	Техническая колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1450-2660	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-1300	1300-1450	1450-2660
Шифр долота		349,2MTR115 М-ГВУ	243FD519S	158.7 ТЗ-ПГВ
Тип долота		RC	PDC	RC
Диаметр долота, мм		349.2	243	158.7
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-88
	API	6-5/8" Reg	6-5/8" Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,35	0,25
Масса, кг		154	64	18
G, тс	Рекомендуемая	9	10	7
	Предельная	24	15	14
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	70
	Предельная	300	350	112

1. Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото диаметром 349,2 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC диаметром 243 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и средне-твердыми

горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото шарошечное диаметром 158,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото. [2]

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-1300	1300-1450	1450-2660
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	5.33	6	5.70
$D_{д}, \text{см}$	34.92	24.3	15.87
η	1	-	1
$\delta, \text{см}$	1.5	-	1.5
$q, \text{кН/мм}$	0.8	0,8	0,9
$G_{пред}, \text{кН}$	235	150	100
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	13.95	10.3	67.8
$G_2, \text{кН}$	274	47	147
$G_3, \text{кН}$	188	120	64
$G_{проект}, \text{кН}$	88,23	120	70

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-1300	1300-1450	1450-2660
Исходные данные				
$V_d, \text{ м/с}$		1,5	2	1,2
D_d	м	0,3492	0,243	0,1587
	мм	349,2	243	158,7
$\tau, \text{ мс}$		4	-	4
z		24	-	20
α		0,7	-	0,5
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		82	157	144
$n_2, \text{ об/мин}$		406	-	487
$n_3, \text{ об/мин}$		604	-	297
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		80-110	145-180	144-170

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. [2]

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-1300	1300-1450	1450-2660
Исходные данные				
D_д	м	0.3492	0.243	0,1587
	мм	349,2	243	158,7
G_{ос}, кН		156	166	117
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D_{зд}, мм		126	194	280
M_р, Н*м		6945	5211	2482
M_о, Н*м		174,6	121,5	79,4
M_{уд}, Н*м/кН		43,404	30,66	20,54

Для интервала бурения 0-1300 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 7кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. [10]

Для интервала бурения 1300-1450м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-210.4/5.62, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. [10]

Для интервала бурения 1450-2660м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРЗ-120.6/7.43, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. [10]

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	0-1300	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-210.7/8.49	1300-1450	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДР-127.4000.56	1450-2660	133	5538	400	10-20	160-320	3,2-5,5	55-140

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. [9]

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 9-12.

Таблица 9 – КНБК для бурения секции под кондуктор (0-1300м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес. т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (0-1300м)							
1	349,2MTR115 М-ГВУ	0,40	349,2	-			0.12
					3-152	Ниппель	
2	Двигатель ДГР-210.7/8.49	9,5	210		3-152	Муфта	1.94
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н152х М171	0,517	203	122	3-152	Ниппель	2,02
					3-171	Муфта	
4	УБТ203х100 45ХГМА	48	203	100	3-171	Ниппель	11.23
					3-171	Муфта	
5	Переводник Н171хМ133	0,7	203	100	3-171	Ниппель	11.38
					3-133	Муфта	
6	БТ ТБВК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	47.98
					3-133	Муфта	

Таблица 10 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1300-1450м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединени я (верх)	
Бурение под техническую колонну (1300-1450м)							
1	Долото 243FD519S	0,35	243	-			0.12
					3-152	Ниппель	
2	Двигатель ДГР-210.7/8.49	9,5	210		3-152	Муфта	1.94
					3-152	Ниппель	
3	Переводник М152хН171	0,517	203	122	3-152	Муфта	2,02
					3-171	Муфта	
4	УБТ203х100 45ХГМА	48	203	100	3-171	Ниппель	11.23
					3-171	Муфта	
5	Переводник Н171хМ133	0,7	203	100	3-171	Ниппель	11.38
					3-133	Муфта	
6	БТ ТБВК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	52.38
					3-133	Муфта	

Таблица 11 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1450-2660м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.ве с, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1450-2660м)							
1	Долото 158.7 ТЗ-ПГВ	0,25	158,7				0,018
					3-88	Ниппель	
2	Двигатель ВЗД ДР-127	5,538	127				0,418
					3-88	Муфта	
					3-102	Муфта	
3	Переводник Sperry Drilling M88xH102	0,325	122	71			0.443
					3-102	Ниппель	
					3-88	Муфта	
4	УБТ108х73 45ХГМА	120	108	73			8
					3-88	Ниппель	
					3-88	Муфта	
5	Переводник Sperry Drilling M101xH88	0,325	108	73			8.025
					3-88	Ниппель	
					3-101	Муфта	
6	БТ ТБВК 89х9 Е	До устья	89	71			56.16
					3-101	Ниппель	
					3-101	Муфта	

Таблица 12 – КНБК для отбора керна (2580-2632м)

Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2580-2632м)						
Бурголовка PDC У6-158,7/67 SC-4 ТК	0,21	158.7	-			0.012
				3-150	Муфта	
Кернотборный снаряд УКР2-127/67 Кембрий	14.7	127	67	3-150	Ниппель	0,102
				3-108	Муфта	
УБТ108х74 45ХГМА	12	108	74	3-108	Ниппель	0.858
				3-108	Муфта	
Переводник Sperry Drilling M133хH108	0,325	108	67	3-108	Ниппель	0.883
				3-133	Муфта	
Бурильная труба БТ ТБВК 89х9 Е	До устья	89	71	3-133	Ниппель	56.37

График нагрузок при турбинном бурении представлен в приложении Д.

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- Интервал бурения 0-1300м под кондуктор - бентонитовый буровой раствор с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей.
- Интервал бурения 1300-1450м под техническую колонну - полимерглинистый буровой раствор.
- Интервал бурения 1450-2490м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.
- Интервал бурения 2490-2660 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта -NaCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	1300	1,40	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	1300	1450	1,45	45	22	80	30-80	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	1450	2490	1,41	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
NaCL (биополимерный)	2490	2660	1,41	50	15	100	40-70	< 6	8	< 0,5

В таблице 14 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 14 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	1300	Техническая вода, УЩР(углещелочной реагент), NaCL/полимерного (биополимерного)
Полимер-глинистый	50	1180	Техническая вода, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, NaCL/полимерного (биополимерного)
Полимер-глинистый	1180	2510	Техническая вода, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, NaCL/полимерного (биополимерного)
KCL/полимерный (биополимерный)	2510	2670	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, NaCL/полимерного (биополимерного), крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Е.1.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». [3]

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Е.2.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;

- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в приложении Ж.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2580-2632м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2580-2632м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 67мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 15. Тип проектируемого кернотборного снаряда представлен в таблице 16. Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 17.

Таблица 15 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У6-158,7/67 SC-4 MC	158,7	67	3-133 (м)	11

Таблица 16 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-138/67 Недра	158,7	14 (3)	67	15943	3-121	3-133	1100

Таблица 17 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2632	УКР2-127/67 Кембрий	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_n = 791 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2660 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 1150 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 120 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10 \text{ м}$.

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. [7]

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая: [7]

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рис. 2 и 3.

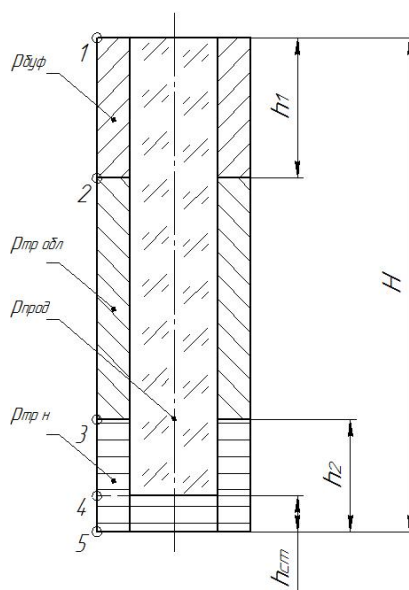


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

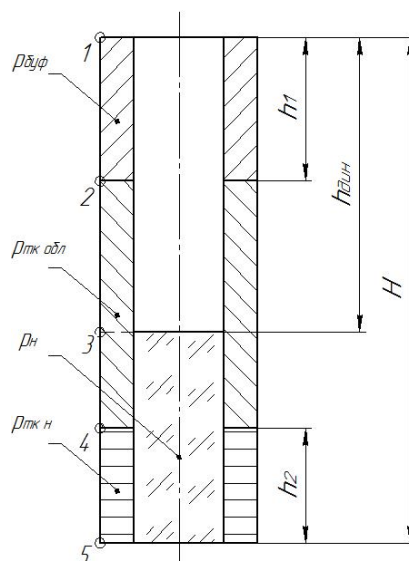


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 18 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 4.

Таблица 18 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	1150	1,127	2	1150	12,397
3	2540	6,5758	3	2540	18,808
4	2650	7,4382	4	2650	20,754
5	2660	7,4382	5	2660	21,412

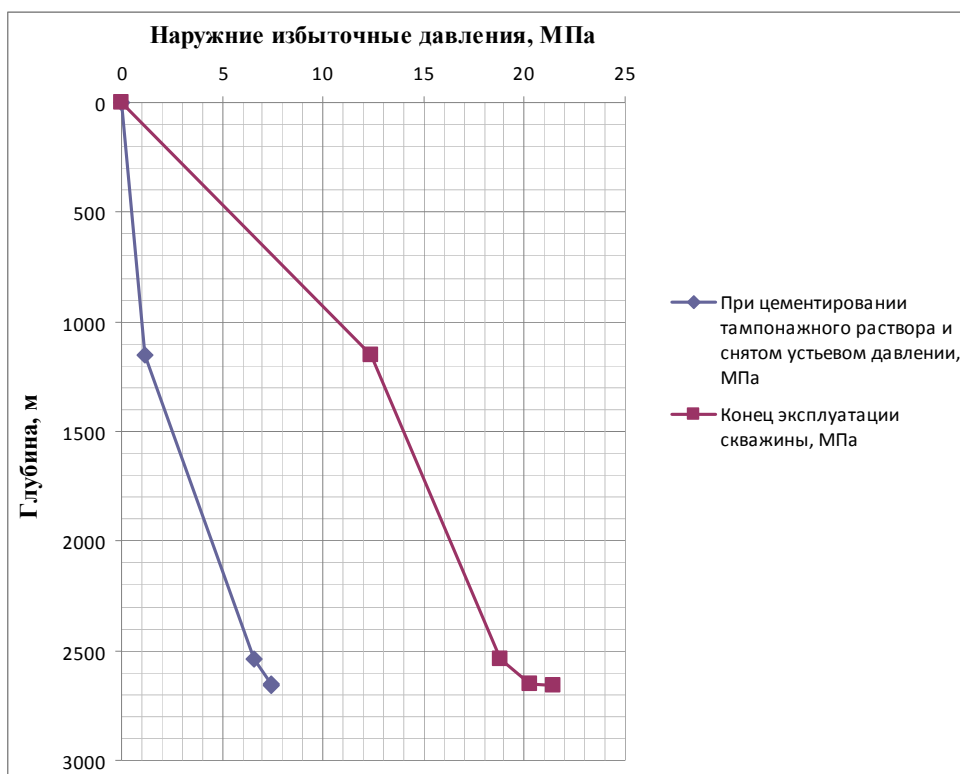


Рисунок 4 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства. [7]

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (6)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление, МПа;

$P_{н}$ – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая. [7]

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 5.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 6.

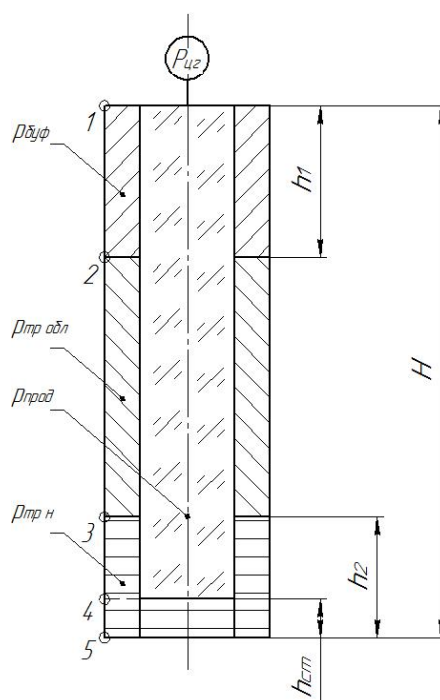


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

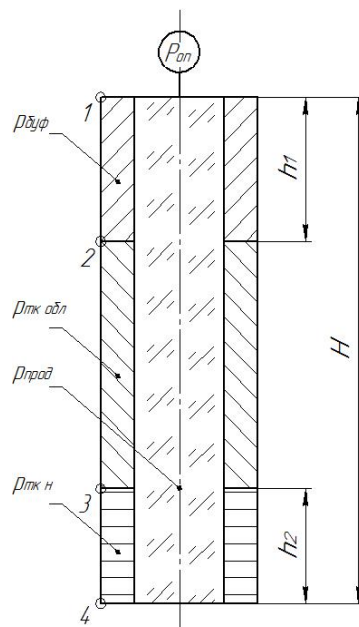


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 19 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 7.

Таблица 19 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	16,558	1	0	15,73
2	1150	15,431	2	1150	13,873
3	2540	9,982	3	2540	13,192
4	2650	9,12	4	2660	12,78
5	2660	9,12			

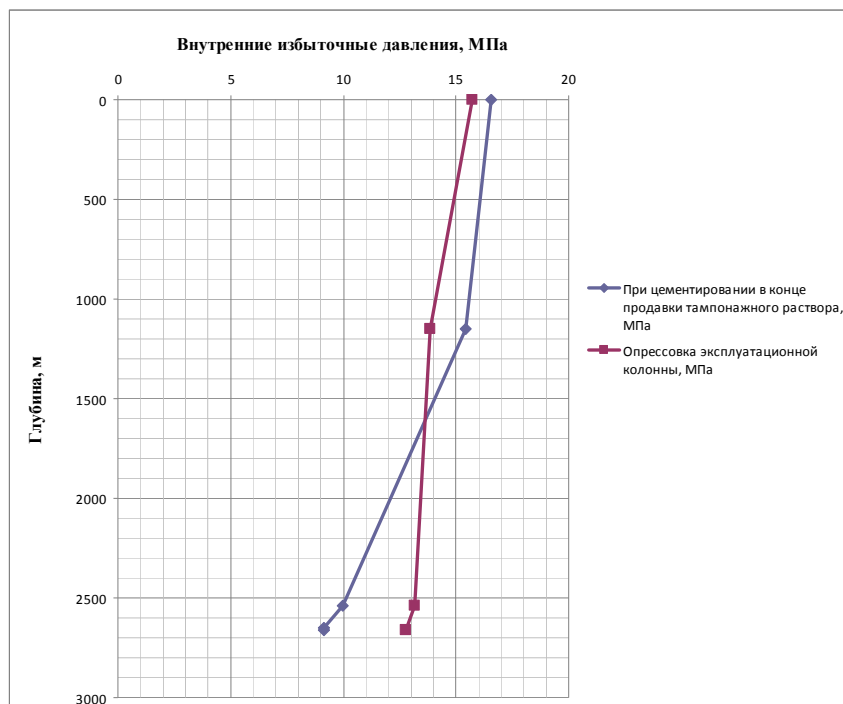


Рисунок 7 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки. [8]

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,5	120	22,1	2652	2652	2660-2540
2	Д	6,4	690	19,2	13248	15900	2540-1850
3	Д	5,6	1850	16,9	31265	47165	1850-0

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле: [4]

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 48.21$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле: [6]

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (8)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.12 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле: [6]

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (9)$$

$$P_{гс\ кп} = 33.6 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле:

$$33.7 \text{ МПа} \leq 45.7 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле: [11]

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (10)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (1.9 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 500с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 8.5 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_l) + d_{эквн}^2 \cdot l_{см}] / 4, \quad (11)$$

$$V_{ТР} = 19.8 \text{ м}^3;$$

Объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{ТР.норм.} = 1.32 \text{ м}^3;$$

Объём облегченного тампонажного раствора:

$$V_{ТР.обл} = 18.54 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3), расчет выполняется по формуле: [11]

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (12)$$

$$V_{прод} = 32.45 \text{ м}^3.$$

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости		Расчётный объём, м^3
Объём буферной жидкости		8,5
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	18,54
	Тампонажный раствор нормальной плотности	1,32
Объём продавочной жидкости		32,45

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (2540-1150): 23-30⁰С.
- Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{ТРОБЛ}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.
- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - III - Об (4) – 100.
- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 1,2$.
- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 2700-2900.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (13)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 12.1 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (14)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 15.7 \text{ м}^3.$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2660-2540м): 28-30⁰С.
- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{ТРНОРМ}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: ПЦТ - II - 50.

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.485$.

- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 3120.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 1.1 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3):

$$V_{\text{в.норм}} = 1.5 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$. [6]

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 . [6] Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. Жидкости	Объем жидк., м^3	Плотн. жидк., кг/м^3	Объем воды для пригот. жидк., м^3	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	1.7	1100	8.5	МБП-СМ	119 / 5	-	-
	6.80			МБП-МВ	102 / 5	-	-
Обл.тамп.р-р	18.54	1400	15.7	НТФ	7.6 / 1	ПЦТ-III- Об(4)-100	12.1 / 13
Тамп.р-р н. пл	1.32	1800	1.5	НТФ	0.54 / 1	ПЦТ-II-50	1.1 / 2

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (15)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 16.5 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 20.62 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
115	-	23	13	8,6	5,1	-	4,3	8,2	12,4	18,8

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{\phi}, \quad (16)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена в приложении И.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор (количество, шт)	Цементирующая головка
Кондуктор, D _{усл} = 273 мм	БКМ-273 ОТТМ, ОТТГ	ЦКОДМ - 273 ОТТМ, ОТТГ	ПРП-Ц - 273	ЦЦ-219/320 (26)	ГЦУ-273 А
Техническая, D _{усл} = 193 мм	БКМ-194 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ЦКОДМ - 194 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ПРП-Ц 194	ЦЦ-194/245 (29)	ГЦУ-194 А
Экспл. колонна, D _{усл} = 127 мм	БКМ-127 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ЦКОДМ - 127 ОТТМ, ОТТГ, БТС	ПРП-Ц 127	ЦЦ-127/165 (53)	ГЦУ-127 А

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 32 м (глубина 2590-2622 м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения ПКТ-89 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 150°C. [12]

Перфорационные системы ПКТ

- позволяет создать эффективную дренажную систему в прискважинной области продуктивного пласта;
- спускаются на НКТ или кабеле, в том числе в горизонтальные скважины;
- повышенная надежность и безаварийность
- повышенная пробивная способность;
- возможно осуществление пропусков при вскрытии нескольких пропластков за один спуск перфоратора;
- возможна сборка отдельных секций перфоратора в зарядной мастерской, транспортирование их на скважину; [12]

Перфорационная система ПКТ-89 представлена на рисунке 8.

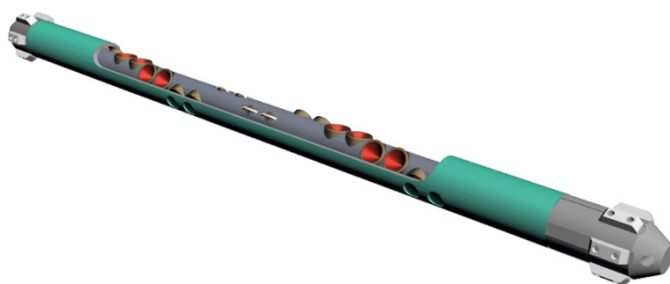


Рисунок 8 - Перфорационная система ПКТ-89

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКТ-89 потребуется три спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (10м).

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ-89 представлены в приложении К.

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме,

отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров). [13]

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 161мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 187мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Состав комплекса представлен в приложении Л.

Комплекс позволяет:

- производить селективное испытание как с упором на забой, так и на стенки скважин;
- производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб;
- устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах;
- осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины;
- отбирать герметизированные пробы пластовой жидкости в контейнеры, совместимые со стандартной исследовательской аппаратурой. [13]

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС. [14]

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначенный для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских

свойств призабойной зоны скважины. Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 представлен в приложении М.1

Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении М.2

2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62 [14]

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины. Скважинное оборудование для свабирования КС-62 представлено в приложении Н.1

Состав оборудования свабирования и технические характеристики КС-62 представлены в приложении Н.2

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (17)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (18)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (19)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (20)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

Q_{\max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	57,9	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2.93
Максимальный вес обсадной колонны	97,6	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1.74
веса колонны при ликвидации прихвата	126,88	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1.33

3 МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ

Морская стационарная платформа - уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта скважин, средства автоматизации морского промысла, оборудование и средства автоматизации по транспорту нефти, средства связи с береговыми объектами и т. п.).

Геолого-технологические особенности морского месторождения:

- Относительно меньшее значение горных давлений, чем на суше;
- Меньшая глубина залегания газоносных пластов;
- Необходимость использования водоотделяющей колонны;
- Наличие колебаний моря;
- Замкнутая циркуляционная система без сброса отходов в море;
- Необходимость бурения с расширителями (на большие диаметры);
- КНБК должны быть жесткими.

3.1 Стационарные платформы

Стационарная морская буровая платформа относится к газонефтяной промышленности, в частности к объектам обустройства морского месторождения углеводородов, преимущественно расположенных на континентальном шельфе. Устройство содержит буровую установку с приводом, палубу платформы, подъемный кран, тендерную установку, железобетонные сваи, ствол скважины, комплекс оборудования, установленного на платформе для сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа, райзеры, точечные причалы и представляющую собой опорную конструкцию гидротехнического железобетонного сооружения,

заглубленного в глубь водоема. Оно фиксируется в грунте. Конструктивные особенности таких систем разные, поэтому выделяются следующие виды стационарных установок:

- гравитационные: устойчивость этих сооружений обеспечивается собственным весом конструкции и весом принимаемого балласта;
- свайные: они обретают устойчивость за счет забитых в грунт свай;
- мачтовые: устойчивость этих конструкций обеспечивается оттяжками или нужным объемом плавучести. [15]

Особенность стационарных платформ: кустовое бурение; длительная эксплуатация; длительное строительство; невозможность передвижения; жесткая установка на основание из нескольких опор.

Глубины моря: от 10 до 350 м.

3.2 Классификация стационарных платформ

При разработке морских месторождений в основном два главных фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Такими факторами являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Эти факторы в основном обуславливают все решения в проектировании и конструировании МСП, выборе оборудования, способов строительства и организации работ в данной акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ. В последние годы, в связи с широким разворотом работ по освоению морских нефтяных месторождений в различных районах Мирового океана, предложен и осуществлен ряд новых типов и конструкций МСП. [16]

В зависимости от того, на какой глубине ведутся разработки нефти и газа, все стационарные платформы делятся на несколько видов:

- глубоководные на колоннах: основание таких установок соприкасается с дном акватории, а в качестве опор используются колонны;
- мелководные платформы на колоннах: они имеют такое же строение, как и глубоководные системы;
- конструкционный остров: такая платформа стоит на металлическом основании;
- монопод - это мелководная платформа на одной опоре, выполняется в виде башенного типа и имеет вертикальные или наклонные стенки.

Эти типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну; типу конструкции; по материалу и другим признакам. Классификация морских стационарных платформ представлена в рисунке 9.



Рисунок 9 - Классификация глубоководных МСП

По способу опирания и крепления к морскому дну МСП бывают свайные, гравитационные, свайно-гравитационные, мачтовые. По типу конструкции - сквозные, сплошные и комбинированные. По материалу конструкции - металлические, железобетонные и комбинированные. Сквозные конструкции выполняются решетчатыми. Элементы решетки занимают относительно небольшую площадь по сравнению с площадью граней пространственной фермы. Сплошные конструкции (например,

бетонные) непроницаемы по всей площади внешнего контура сооружения. Именно на фиксированные платформы приходятся основные добывающие мощности, так как они более выгодны в экономическом плане и более просты в монтаже и эксплуатации. Но использовать стационарные платформы нужно с учетом статичности и глубины воды в районе бурения. Установки, в которых основание выполнено из железобетона, укладываются на дно. Они не нуждаются в дополнительных креплениях. Такие системы применяются на мелководных месторождениях.

3.3 Описание буровых установок

3.3.1 Гравитационные морские стационарные платформы (ГМСП)

Гравитационные МСП отличаются от металлических свайных МСП как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море. Общая устойчивость ГМСП при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. ГМСП применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения. [18]

ГМСП - очень массивные объекты, состоящие из двух частей: верхнего строения и опорной части. Опорная часть состоит из одной или нескольких колонн, изготавливаемых из железобетона. Колонны цилиндрической или конической формы опираются на многоячеистую монолитную базу.

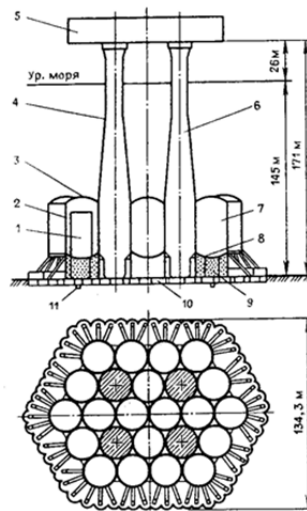


Рисунок 10- Схема платформы типа «Кондип»

1 - емкость с топливом; 2 - стенки ячейки; 3 - верхняя крышка; 4 - опора хозяйственного оборудования; 5 - верхнее строение; 6 - буровая опорная колонна; 7 - хранилище нефти; 8 - нижняя крышка; 9 - балласт; 10 - стальная юбка; 11 – штифт.

ГМСП применяют в различных акваториях Мирового океана. Впервые конструкции такого рода установлены в середине 70-х годов в районе Северного моря. Конструкция ГМСП состоит из: нижней части 1, представляющей собой соединение в монолитную конструкцию 24 понтонов, в которых хранится нефть и четырех опорных колонн 6 (двух буровых, в которых установлен ряд труб диаметром около 750 мм, служащих направлениями для буровой колонны во время бурения скважины, третьей разводной колонны, в которой размещен ряд труб, соединяющих ее с другими платформами или с грузочными буюми, и четвертой подсобно-хозяйственной, в которой расположена большая часть оборудования. Внутри колонна разделена на 13 горизонтальных площадок, на которых установлены крупные и мелкие агрегаты и устройства (насосы, трубопроводы, вентиляционное оборудование, лифты, лестницы и т.п.). Верхнее строение 5 состоит из ферм массой по 2000 т, соединенных между собой перемычками, и палубы размером 144 55 14 м массой 5000 т. На палубе установлены модули. Масса отдельных блоков составляет около 2000 т, общая транспортная масса

оснащенной палубы 39000 т. Фермы установлены на четыре насадки верхней части опорных колонн.

Основными условиями надежной работы платформ гравитационного типа являются:

- Обеспечение статической и динамической определенности положения платформ, находящихся под воздействием любых внешних и внутренних сил.
- Обеспечение надежной и устойчивой работы всего технологического оборудования, занятого в производственном процессе бурения скважин, добычи нефти или газа и отправки их потребителям.
- Создание достаточно комфортных условий для работы и проживания обслуживающего персонала весь период его пребывания (вахты) на платформе.
- Безусловное обеспечение условий, исключающих нанесение ущерба окружающей среде.

Преимущество ГМСП — непродолжительное время установки их в море, примерно 24 ч вместо 7—12 мес, необходимых для установки и закрепления сваями металлических свайных платформ. Собственная плавучесть и наличие системы баллаستировки позволяют буксировать ГМСП на большие расстояния и устанавливать их в рабочее положение на месте эксплуатации в море без применения дорогостоящих грузоподъемных и транспортных средств.

Недостаток ГМСП — необходимость тщательной подготовки места их установки. Особое внимание следует уделять на опасность аварий, которые могут возникнуть при разжижении грунта, его поверхностной и внутренней эрозии, местных размывах.

Массивная гравитационная платформа с вертикальными стенками

Гравитационный массив, имеющий вертикальные стенки, изготовленный в форме прямоугольника (вертикальное сечение) из бетона или железобетона, устанавливается на дно моря. На верхней плоскости массива устанавливается верхняя палуба. В массиве имеется шахта для прохождения буровых труб, а также емкости для хранения нефтепродуктов, других жидких материалов, запасов труб и другого оборудования.

Достоинство: минимальный объем материалов, расходуемый на её сооружение

Недостатки: волны и лёд воздействуют на вертикальные стенки.

Массивные гравитационные платформы с наклонными боковыми поверхностями

Для уменьшения величины силового воздействия платформам в разрезе придают форму усеченной пирамиды. Как волны, так и лёд в этом случае при воздействии на боковые поверхности будут изменять направление силового воздействия, поднимаясь по наклонным поверхностям.

Железобетонные гравитационные платформы для замерзающих морей

Основной принципиальной особенностью таких форм МНГС являются:

- вес, обеспечивающий по площади контакта низа платформы и дна сил сопротивления сдвигу, необходимые для удержания платформы в расчетном месте;
- прочность конструкций платформ, подвергающихся давлению льда, обеспечивающих их неразрушимость при любых воздействиях;
- весьма сложное конструктивное решение блоков и элементов. [17]

3.4 Свайные платформы

Свайный фундамент представляет погруженные в грунт дна сваи в точках, на которых будут устанавливаться несущие стержни стержневой системы. Эти сваи (по одной или несколько в опорной точке) служат фундаментами для опорных стержней. Стержневая система представляет конструкцию, состоящую из несущих вертикальных или наклонных стержней, усиленных поперечными связями, обеспечивающих необходимую жесткость конструкции в целом. Верхняя, часть платформы представляет собой либо понтон, обладающий положительной плавучестью, либо ферменную или балочную конструкцию, имеющую настил, на котором размещается оборудование, производственные и жилые помещения. [21]

Основное преимущество свайных оснований - их низкая стоимость по сравнению с другими видами оснований

Недостаток - в ограничении области применения малыми глубинами моря (25 - 40 м) и невозможность многократного использования.

3.5 Гравитационно-свайные морские стационарные платформы

Гравитационно-свайные МСП не сдвигаются с места установки благодаря не только собственной массе конструкции, но и за счет дополнительного крепления сваями опорной их части к морскому дну. МСП этого типа бывают различных конструкций, как по конфигурации сооружения, так и сочетанию применяемых материалов. Гравитационно-свайные основания на глубине более 300 м в большинстве случаев представляют собой форму треноги. Конструкция опорной части состоит из центральной колонны большого диаметра, поддерживаемой тремя наклонными опорами. Колонны могут быть в виде сплошных металлических цилиндров больших диаметров или элементов ферменной конструкции. Центральные колонны и боковые наклонные опоры в средней части связываются горизонтальными элементами жесткости и раскосами.

Конструкция МСП устанавливается на четыре донных фундамента, закрепленных сваями и связанных между собой А-образной стальной рамой.

3.6 Платформа с железобетонным фундаментом

Для повышения устойчивости стержневых конструкций платформ, что очень важно при больших глубинах моря, в основании стержневой конструкции устанавливается специальное железобетонное основание. На грунт устанавливается фундамент 1 в форме квадрата из монолитного железобетона. Фундамент изготавливается на стройплощадке в порту и доставляется буксирами к месту установки. Специально устраиваемые цилиндрические розетки 2 предназначены для установки в них несущих вертикальных стержней, изготавливаемых, как правило, из труб. Эти трубы-стержни 3 показаны в виде линий с целью выделить фундаментную часть 1. Верхняя часть платформы, расположенная над поверхностью воды, используется для размещения бурового и другого технологического оборудования 4. Фундамент 1 может быть дополнительно закреплен сваями. [17]

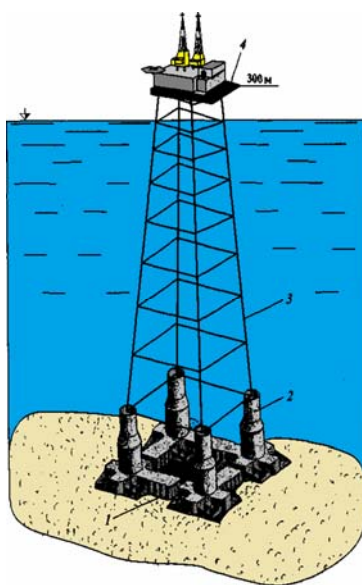


Рисунок 11 – Платформа с железобетонным фундаментом

3.7 Платформа мачтового типа

Мачтовой называют платформу, которая представляет конструкцию в виде одной стойки (или колонны), на верху которой закрепляется верхнее строение, низ стойки опирается на фундамент, а вся конструкция удерживается от опрокидывания с помощью оттяжек, закрепляемых на дне моря в количестве и местах, определяемых расчетом. Мачтовая стационарная платформа состоит из основных частей:

- 1 - верхнее строение;
- 2 - мачта (стойка);
- 3 – оттяжки (обеспечивают устойчивость)
- 4 - якоря
- 5 - фундамент.

Обеспечивают устойчивость положения МСП оттяжки, закрепляемые на дне с помощью якорей. Применяется мачтовая МСП на больших глубинах. Доставляется к месту установки наплаву с помощью буксира или буксиров.

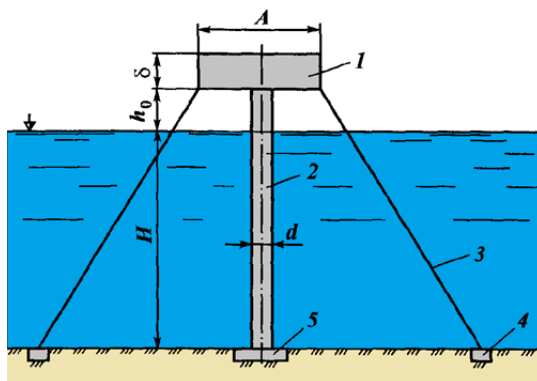


Рисунок 12 – мачтовая платформа

Применяется мачтовая МСП на больших глубинах. Доставляется к месту установки наплаву с помощью буксира или буксиров. [19]

Недостаток конструкции – большая материалоемкость

3.8 Морская стационарная платформа «Монопод»

Представляет сооружение башенного типа: центральная опорная конструкция («моно» - одна), опирающаяся на дно через конусообразное основание.

Составные части МСП - верхнее строение, опорная стойка и опорное основание. Удерживается в заданном положении только за счет собственного веса. Применяется МСП такого типа наиболее часто при возможном на поверхности моря льда в зимний период. МСП «монопод» способна выдерживать мощные внешние воздействия (течение, ветер, волны и давление льда), так как ее элементы - цилиндрическая опорная часть, конусная и фундаментная изготавливаются из монолитного железобетона. Внутри их устраиваются различные помещения для размещения оборудования, материалов, емкости для воды, горючего и т.д. Для повышения надежности цилиндрическая часть может быть защищена металлическим кожухом.

Отличие МСП «монопод» от платформ мачтового типа, в основном, определяется гравитационным характером, что позволяет ей не только сохранять вертикальное положение под действием собственного веса, но и выдерживать горизонтальное давление льда, течения и ветра. [20]

Достоинства: способность выдерживать мощные внешние воздействия (течение, ветер, волны и давление льда)

Вывод

Современная морская нефтегазодобыча составляет только 25% процентов известных месторождений. Общий объем запасов нефти и газа указываются из расчета разведанных месторождений, в настоящий момент исследовано только около 2% территории континентальных шельфов. Для освоения российского континентального шельфа в основном применяются

стационарные морские нефтегазодобывающие платформы, устойчивые к ледовым нагрузкам.

Одним из наиболее важных аспектов при проведении работ по освоению месторождений является обеспечение безопасности. Аварийные ситуации, возникающие на морских установках в процессе работ по бурению, добыче, подготовке и переработке добываемой продукции, а также при транспортировке нефти и газа, могут привести к большим человеческим жертвам, потере установок, огромному экономическому и тяжелейшему экологическому ущербу.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Скворцову Максиму Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Скворцов Максим Игоревич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности нефтяной компании - ООО «Таймырнефть»

ООО «Таймырнефть» - негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению недр Красноярского края.

Одна из главных задач ООО «Таймырнефть» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Внедрять современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны клиентам. основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде. В фокусе группы компании неизменно находится вопрос использования передовых технологий с целью оптимизации добычи, повышения скорости бурения и снижения временных издержек на проведение работ.

4.2 Организационная структура управления предприятием.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора,

заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Организационная структура управления ООО «Таймырнефть» представлена в приложении П.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 26.

Таблица 26 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	4
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	71												
2.Бурение	30,73												
3.Испытание	10,6												

4.4 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в приложении Р.1.

4.4.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Красноярский край) представлены в таблице 28.

Таблица 28 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	1300	1300	0,028	1350
2	1300	1450	150	0,038	1000
3	1450	2660	1210	0,078	1300

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (21)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
1300	0,028	36,4
150	0,038	5,7
1210	0,078	94,38
Итого		136,48

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (22)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
1300	1350	0,96
150	1000	0,15
1210	1300	0,93
Итого на скважину		2,04

4.4.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;

- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО Т_{СПО}, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (23)$$

где n_{СПО} - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Р.2.

4.4.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих устройств

Норма времени на установку одного центрирующего устройства в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $26 \cdot 1 = 26$ мин;

техническая колонна: $29 \cdot 1 = 29$ мин;

эксплуатационная колонна: $53 \cdot 1 = 53$ мин.

4.4.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ кондуктора -11 ч, технической колонны 20 ч эксплуатационной колонны - 24 ч.

4.4.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (24)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (25)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (26)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5 \quad (27)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

$$T_{\text{конд.}} = 53 \cdot 2 + 5 = 111 \text{ мин}$$

$$T_{\text{техн.}} = 59 \cdot 2 + 5 = 123 \text{ мин}$$

$$T_{\text{эспл.}} = 110 \cdot 2 + 5 = 225 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 111 + 123 + 225 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 657 \text{ мин} = 10,95 \text{ ч.}$$

4.4.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.4.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.4.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 273,56 часов или 11,39 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $273,56 \times 0,066 = 18,05$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $273,56 + 18,05 + 25 = 316,61$ ч = 13,19 суток.

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край) представлена в приложении Р.3.

4.5 Сметная стоимость строительства скважины

4.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (28)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 31.

Таблица 31– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
кондуктор	55,62	58,95	2,45
промежуточная колонна	9,44	10,0	0,41
эксплуатационная колонна	124,99	132,48	5,52
Крепление:			
кондуктор	15,0	15,9	0,66
промежуточная колонна	19,0	20,14	0,84
эксплуатационная колонна	33,0	34,98	1,46
Итого	257,05	272,09	11,34

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении С. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении С.

4.6 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (29)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (30)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (31)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (32)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (33)$$

где C_{cm} - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ - плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2660
Продолжительность бурения, сут.	8,99
Механическая скорость, м/ч	19,5
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10077
Проходка на долото, м	1303
Стоимость одного метра	77958

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Б	Скворцову Максим Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2660м (Красноярский край)</i></p> <p><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</i></p>	<p>1 Производственная безопасность:</p> <p><i>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - превышенный уровень шума; - превышенный уровень вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p><i>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - электрический ток; - статическое электричество; - пожаровзрывобезопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов,); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); - решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2018г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Скворцов Максим Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 33.

Таблица 33 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Бурение, Цементирование обсадной колонны, Освоение и испытания скважины	-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; - Повышенный уровень шума на рабочем месте; -Повышенный уровень вибрации; - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; -Повреждения в результате контакта с насекомыми.	-Пожаровзрывоопасность - Повышенное значение напряжения в электрической цепи -Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.3359-16 СанПиН 2.2.4.548–96 ГОСТ 12.1.003-2014 ГН 2.2.5.1313-03 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ Р 55710-2013 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ Р 22.0.02-2016

5.1.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе бурения существует необходимость приготовления бурового раствора. Во время приготовления частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму. Так же при бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: [22]

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м^3 ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы.

В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы, которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА и соответствовать требованиям согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 "Шум. Общие требования безопасности". [24]

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенный уровень вибрации

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [23]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [23]

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

С целью устранения вибрации на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве коллективных средств защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового

излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . [25]

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости. [25]

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой
- Сокращение продолжительности рабочей смены
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

В комплект средств индивидуальной защиты отключены все предметы, надетые на человека: обычная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы,

обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из под одежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Под освещением понимается процесс получения, распределения и использования световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений». [27] Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

- ротормого стола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превентормой установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.2 Анализ вредных опасных и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

Пожаровзрывоопасность

В процессе бурения скважин пожарывозникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;

- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". [28] Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. [25]

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок».
- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда. [25]

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе сооружения скважины возможны во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ воздействия на атмосферу

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте-газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее врем ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое». [26]

5.2.2 Анализ воздействия на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков

(канализационные устройства, септики);

- Контроль за герметичностью амбара;
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.2.3 Анализ воздействия на литосферу

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76. [29]

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде,

значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины. [30]

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;
- рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда;
- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья.

5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 50 м³/сут.

В технологической части проекта произведено обоснование профиля скважины, в соответствии с профилем, а так же геологическими условиями были выбраны оптимальные породоразрушающие инструменты, а так же компоновки низа бурильной колонны, обоснования и расчет конструкции скважины, выбор способа и оборудования для бурения, расчет параметров бурения для достижения максимальной механической скорости проходки, расчет и выбор бурового раствора для бурения и заканчивания скважины, обоснование технических средств для отбора керна, расчет крепления скважины, проектирования оборудования для испытания продуктивного пласта, а также выбор буровой установки удовлетворяющей безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

В специальной части был рассмотрен вопрос о видах и особенностях конструкции морских стационарных платформ.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины а так же полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47с.
3. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 25с.
4. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 632с.
5. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 22с.
6. Расчет и обоснование параметров цементированной эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8-10с.
7. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14-16с.
8. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 26с.
9. Беляев В.М., Калинин А.Г., Копылов А.С. Компонировки нижней части буровой колонны// ВНИИОЭНГ. -1972. -139с.
10. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 02.04.2018 г.
11. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра". – 1982. – 142-145с.

12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / Компания «BVT»; Электрон.дан. – Самара: BVT, 2018. URL: [http:// http://www.bvt-s.ru](http://www.bvt-s.ru), свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 09.04.2018 г.
13. Пластоиспытатели [Электронный ресурс] / Компания «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. – Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 12.04.2018 г.
14. Оборудование для свабирования [Электронный ресурс] / Компания «GeoGroup»; Электрон.дан. – Тюмень: Geogroup, 2018. URL: [http:// http://www.groupgeo.ru](http://www.groupgeo.ru), свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 13.04.2018 г.
15. Морские инженерные сооружения. Ч. I. Морские буровые установки: Учебник / Р.В. Борисов, В.Г. Макаров, В.В. Макров, В.С. Никитин, А.С. Портной, А.С. Симоненко, В.Ф. Соколов, И.В. Степанов, О.Я. Тимофеев; под общ. ред. В.Ф. Соколова. – СПб.: Судостроение, 2003 г., 535 с.
16. Симаков Г.В., Шхинек К.Н., Смелов В.А., Марченко Д.В., Храпатый Н.Г. Морские гидротехнические сооружения на континентальном шельфе. Л.: судостроение, 1989 г., 221с.
17. Ажермачев Г.А. Особенности проектирования железобетонных морских платформ для условий Арктики. / Технология судостроения № 9, 1990 г, 26-29с.
18. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП). – СПб: Российский Морской Регистр Судоходства, 2001 г.,- 98с.
19. Архангельский И.В., Тимофеев А.Н. Бурение скважин с плавучих установок при инженерно-геологических изысканиях. - М., Недра, 1976. - 260 с.

20. Галахов И.Н., Литонов О.Е., Алисейчик А.А. «Плавучие буровые платформы». - Л.: Судостроение, 1981 г.,-53-55с.
21. Доусон Т. «Проектирование сооружений морского шельфа». - Л., Судостроение, 1986 г.,-29с.
22. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 59с.
23. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Вибрационная безопасность. Общие требования» [Электронныйресурс]URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200059881> Дата обращения: 03.05.2018 г.
24. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [Электронныйресурс]URL: <http://docs.cntd.ru/document/420362948>Дата обращения: 03.05.2018 г.
25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [Электронныйресурс]URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080203> Дата обращения: 06.05.2018 г.
26. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции» [Электронныйресурс] https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_1386290 Дата обращения: 04.05.2018 г.
27. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест» [Электронныйресурс] <http://docs.cntd.ru/document/1200105707> Дата обращения: 02.05.2018 г.
28. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [Электронныйресурс]URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> Дата обращения: 06.05.2018 г.

29. ГОСТ 17.0.0.01-76 «Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003894> Дата обращения: 07.05.2018 г.

30. ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200139176> Дата обращения: 07.05.2018 г.

Приложение А

(Обязательное)

Стратиграфический разрез скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
				Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	P-C	0°00'		1,30
		Кембрий	E			
		Нижний-средний	E ₁₋₂			
455	650	Литвинцевская свита	E ₁₋₂ l:t	0°30'		1,30
650	1045	Ангарская	E ₁₋₂ an	0°30'		1,30
1045	1105	Бугайская	E ₁ bul	1°30'		1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E ₁ bls ₂	1°30'		1,25
1350	1645	Нижебельская	E ₁ bls ₁	1°30'		1,20
1645	2140	Усальская	E ₁ us	1°30'		1,20
2040	2140	Осинский горизонт	E ₁ us (os)			1,20
		Венд	V			
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'		1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'		1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'		1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'		1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'		1,20

Приложение Б

(Обязательное)

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
P-C	0	455	Долериты Алевролиты Аргиллиты Угли	2,80 2,0-2,5 2,3-2,5 2,4-2,6	- - - -	- - - -	5-8	6,5-9,5	6 до б/н	СЗ-ТЗ
E ₁₋₂ lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	- 4,33 - -	- 0 - -	4,5-5,5	3,5-5	2-6	СЗ
E ₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E ₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5-7,5	4,5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ bls ₂	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,73 0,62	1,03 0,01	4,5-6,5	3,5-5,5	2-6	СЗ
E ₁ bls ₁	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,29 0,94 0,62	1,06 0,65 0,01	5-7,5	5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E ₁ us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1 -	5-6,5	4-5,5	2-6	СЗ-ТЗ
V-E ₁ tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,59	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ-ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,65	0,63	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангидрит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,95 50,9	0,13 0,29 0,7	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,31	9,9	5-6,5	4-6,5	2-6	СЗ-ТЗ
V vn	2535	2850	Алевролит Аргиллит Песчаник	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ- ТКЗ

Таблица Б.2 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	до	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, °С
0	100	0,011	0,014	0,027	3
100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
200	540	0,012	0,015	0,034	10
540	750	0,012	0,016	0,027	12
750	1300	0,012	0,017	0,034	16
1300	1450	0,017	0,018	0,025	18-22
1450	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30-32

Таблица Б.3 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м³	Свободный дебит, м³/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м³/м³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
V vn	2590	2622	Поровый	791	50	0,1-103,9	–
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E ₁₋₂ an	650	1045	Каверно- трещинный	-	До 20		Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E ₁₋₂ us (os)	2040	2080	Каверно- трещинный	1,13	-		Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V ₁ vn	2622	2635	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2		Нет. Минерализ. – 201- 402 г/л.

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразо- вание	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ an	850	1045	Кавернообразо- вание в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ bls ₂	1105	1350	Кавернообразо- вание	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E ₁ us	1645	2140	Кавернообразо- вание	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразо- вание, обвалообразов- ание	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

Приложение Г

(Обязательное)

Проект конструкции скважины

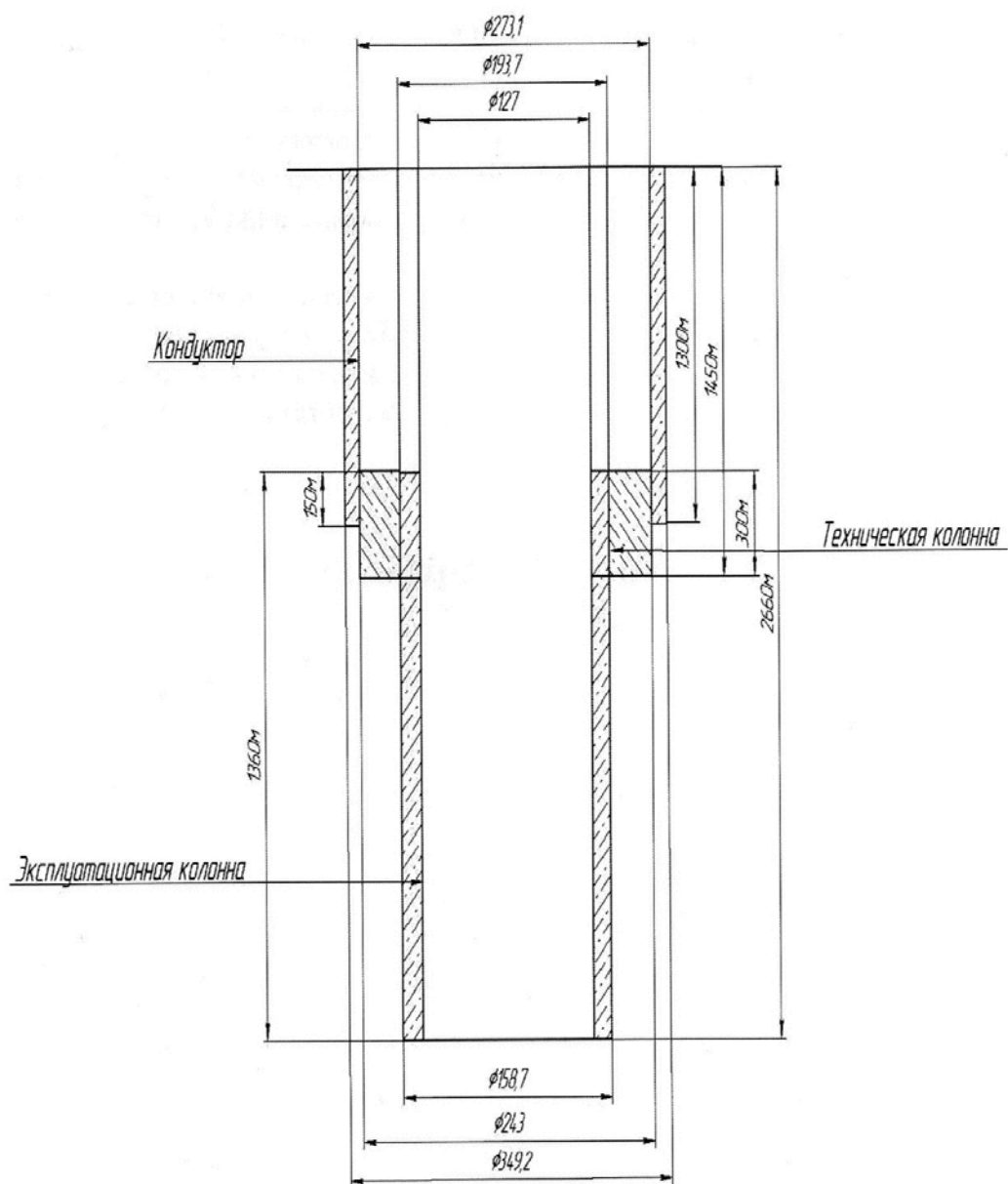


Рисунок Г.1 - Конструкция скважины

Приложение Д

(Обязательное)

График нагрузок при турбинном бурении

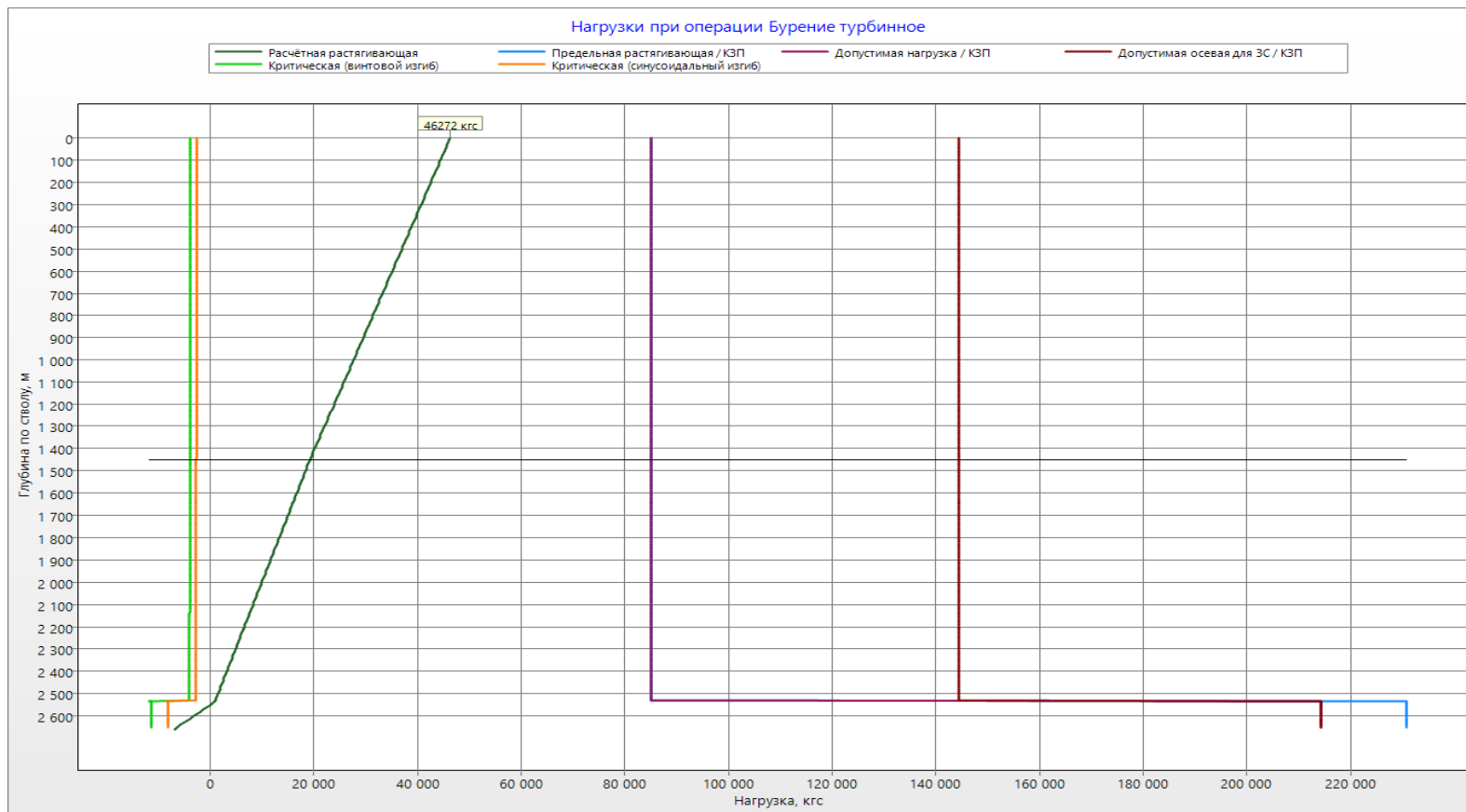


Рисунок Д.1 - График нагрузок при турбинном бурении

Приложение Е.1

(Обязательное)

Потребное количество бурового раствора

Таблица Е.1.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2660 м

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала , м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
0	1300	1300	349,2	-	1.30- 1,25	160,36
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 14,63
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 95,78
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 326,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 443,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 196,03
Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
1300	1450	150	243	273,1	1,25- 1,20	108,60
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,09
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 18,99
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 223,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 224
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 196,3
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 48,03
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 133,92

Продолжение таблицы Е.1.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала , м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдуше й обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
1450	2490	1040	158,7	193,7	1,20-1,15	66,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 4,77
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 14,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з = 139
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 163,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев} = 83,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} = 79,9
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	До					
2490	2660	170	158,7	193,7	1,15- 1,20	70,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,79
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 2,34
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,84
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 146,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 150,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев3} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 150,7

Приложение Е.2

(Обязательное)

Потребное количество химических реагентов

Таблица Е.2.1 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Тех.колонна		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	240,5	10	90	4	489	20	819,5	34
Целлот	Регулирование плотности	Мешок, 1000	28864	20	51880	35			80744	55
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25	240	10	103	5	58	3	401	18
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25	2405	97	1290	52	580	24	4275	173
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200	481	3	129	1	960	5	1570	8

Продолжение таблицы Е.2.1

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					759	31	759	31
NaCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					10550	11	10550	11
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					3798	152	3798	152
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					4642	24	4642	24

Продолжение таблицы Е.2.1

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Тех.колонна		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					3165	4	3165	4
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					5275	6	5275	6
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					2532	3	2532	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					105	1	105	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200					105	1	105	1

Приложение Ж

(Обязательное)

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины

Таблица Ж.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в от- крытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под кондуктор									
0	1300	БУРЕНИЕ	0.48	0.056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	79.3	2.48
Под техническую колонну									
1300	1450	БУРЕНИЕ	1.26	0.116	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	81.3	5.79
Под эксплуатационную колонну									
1450	2660	БУРЕНИЕ	1.02	0.091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	10	75.9	3.79
Отбор керна									
2580	2632	Отбор керна	1	0.091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	90.5	5.42

Таблица Ж.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				ПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
	300	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	00	160	245	1	85	27	54
300	450	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	00	150	280	1	110	27	54
450	660	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	00	140	326	1	80	18	18
580	632	Отбор керна	УНБТ-950	1	00	140	326	1	80	18	18

Таблица Ж.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	1300	БУРЕНИЕ	171.5	50.1	37.7	71.6	2.0	10
1300	1450	БУРЕНИЕ	253	56.7	53.1	85.7	47.5	10
1450	2660	БУРЕНИЕ	251.9	47.7	45.1	139.9	14.7	4.6
2580	2632	Отбор керна	232.4	68.2	0	140.5	19.1	4.6

(Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

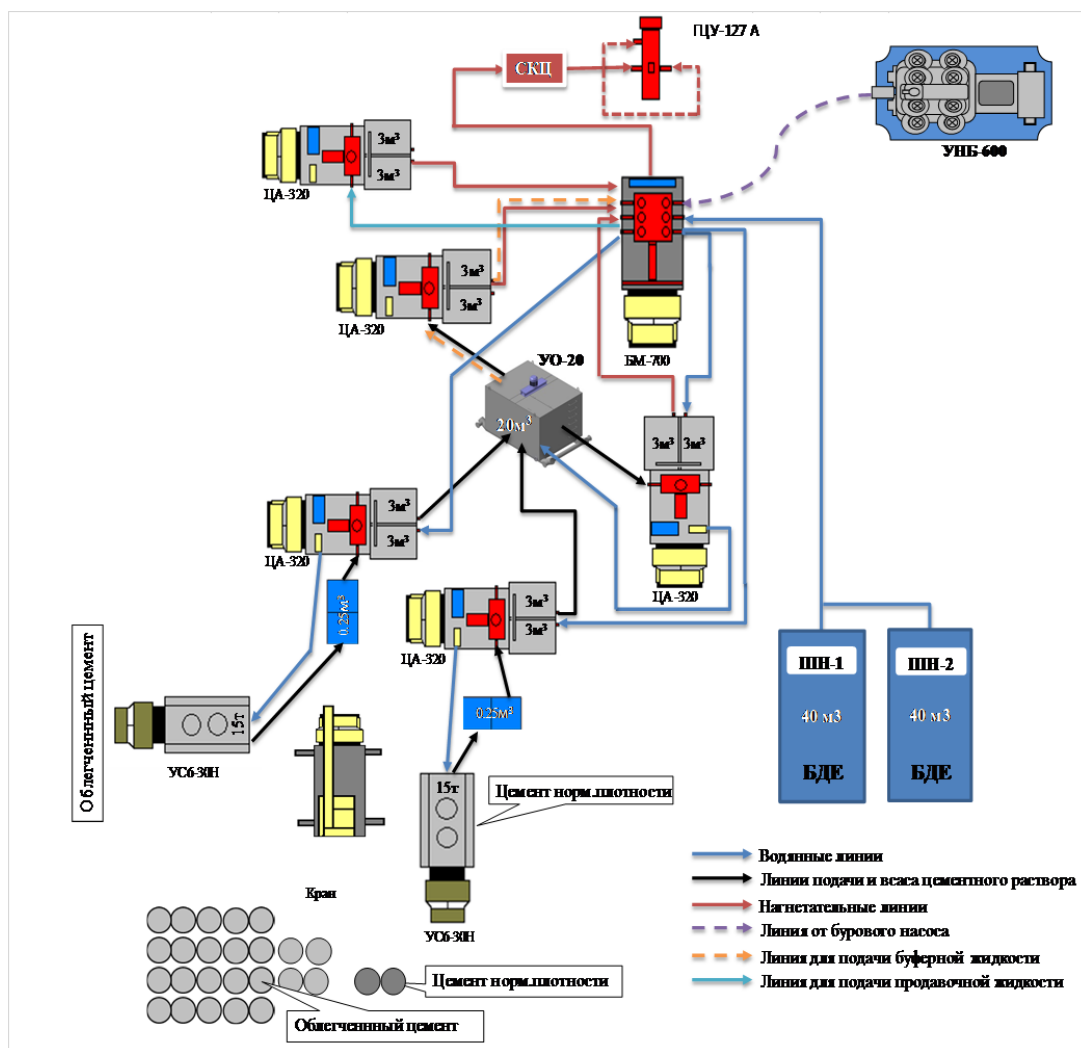


Рисунок И.1 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

Приложение К
(Обязательное)

Основные технические характеристики перфорационных ПКТ-89

Таблица К.1 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ-89

Предельные параметры применения (время выдержки 2 ч)		Макс. длина перфо- ратора (на кабеле /на трубах), м	Заряд		Макс. плотность перф., отв/м	Фази- ровка, град	Средние параметры пробивной способности						
			Обозначение	Масса ВВ,г			по бетонной мишени контроля качества (аналог QC)		по Методике Ростехнадзора СС-05			по методике API RP 19B	
Темпра, °C *	Давление (min / max), МПа					Глубина пробития, мм	Диаметр вход. отв., мм	Глубина пробития (сталь), мм	Глубина пробития (.алюмин), мм	Диаметр вход. отв., мм	Глубина пробития, мм	Диа- метр вход. отв., мм	
150	0,1/100	10/150	ЗПКТ89Н-ГП	21	20	2x60 3x60	650	11,0	148,6		11,1		
			ЗПКТ89Н-БО	25	20		180	19,0				153,0	17,44
			ЗПКТ89Н-СП	26	20	2x60 3x30	900	11,0	202,3		11,0	727,0	9,24
			ЗПКТ89Н-СП1	26	20		1000	10,0	261,8		9,9	917,0	9,67
			ЗПКТ89Н-БО1	24	20	2x60 3x60	210	23,0		122,5	22,7	179,0	19,8
			ЗПКТ89Н-ОП	26	20		350	18,0					

Приложение Л

(Обязательное)

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-95

Состав комплекса:



1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Яс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95
11. Устройство уравнительное УУ-95
12. Переходник левый ПЛ-95
13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95

Рисонок Л.1 - Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95

Приложение М.1

(Обязательное)

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116

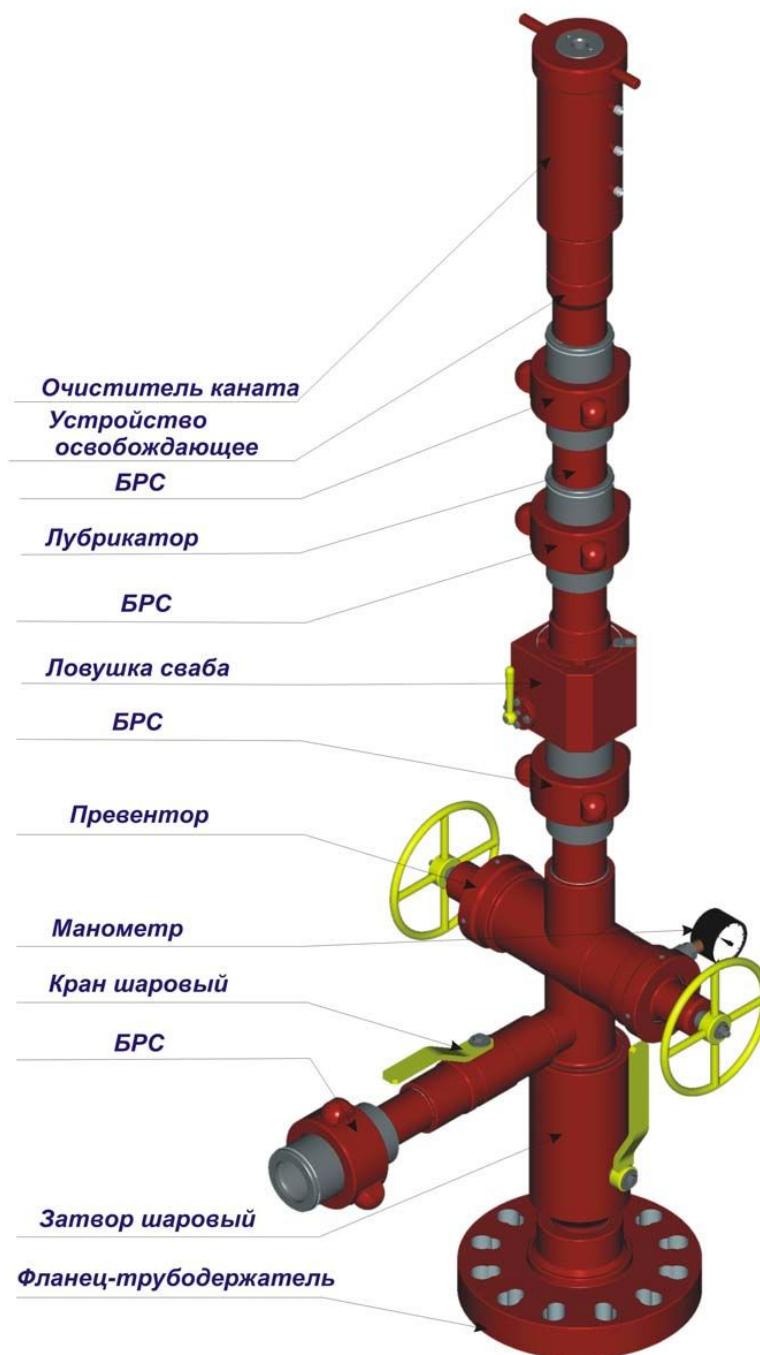


Рисунок М.1.1 – Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116

Приложение М.2

(Обязательное)

Состав комплекса и технические характеристики пластоиспытателя ИПТ-116

Таблица М.2.1 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубризатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	

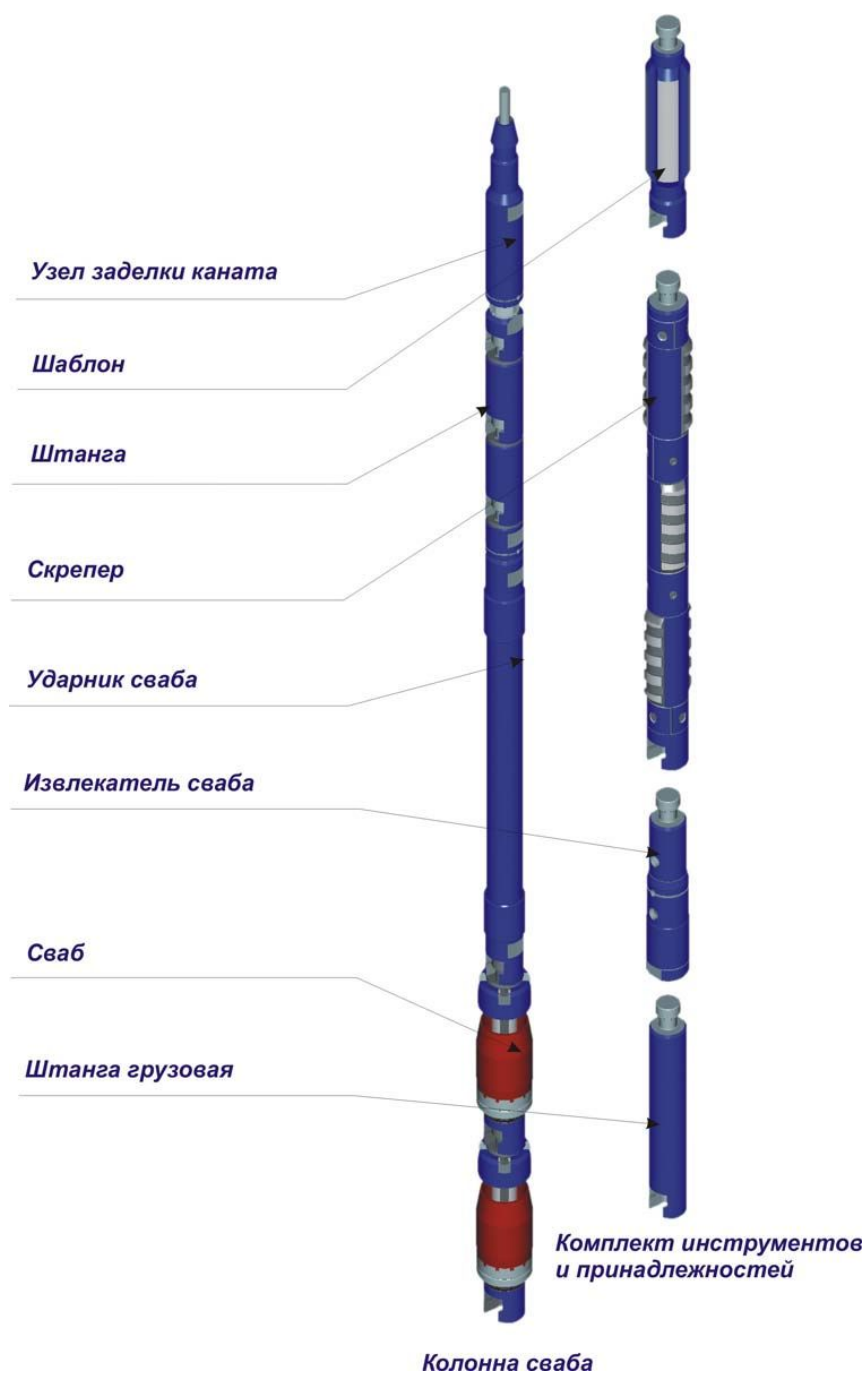
Продолжение таблицы М.2.1

Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Приложение Н.1

(Обязательное)

Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62



Рисонок Н.1.1 – Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62

Приложение Н.2

(Обязательное)

Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики КС-62

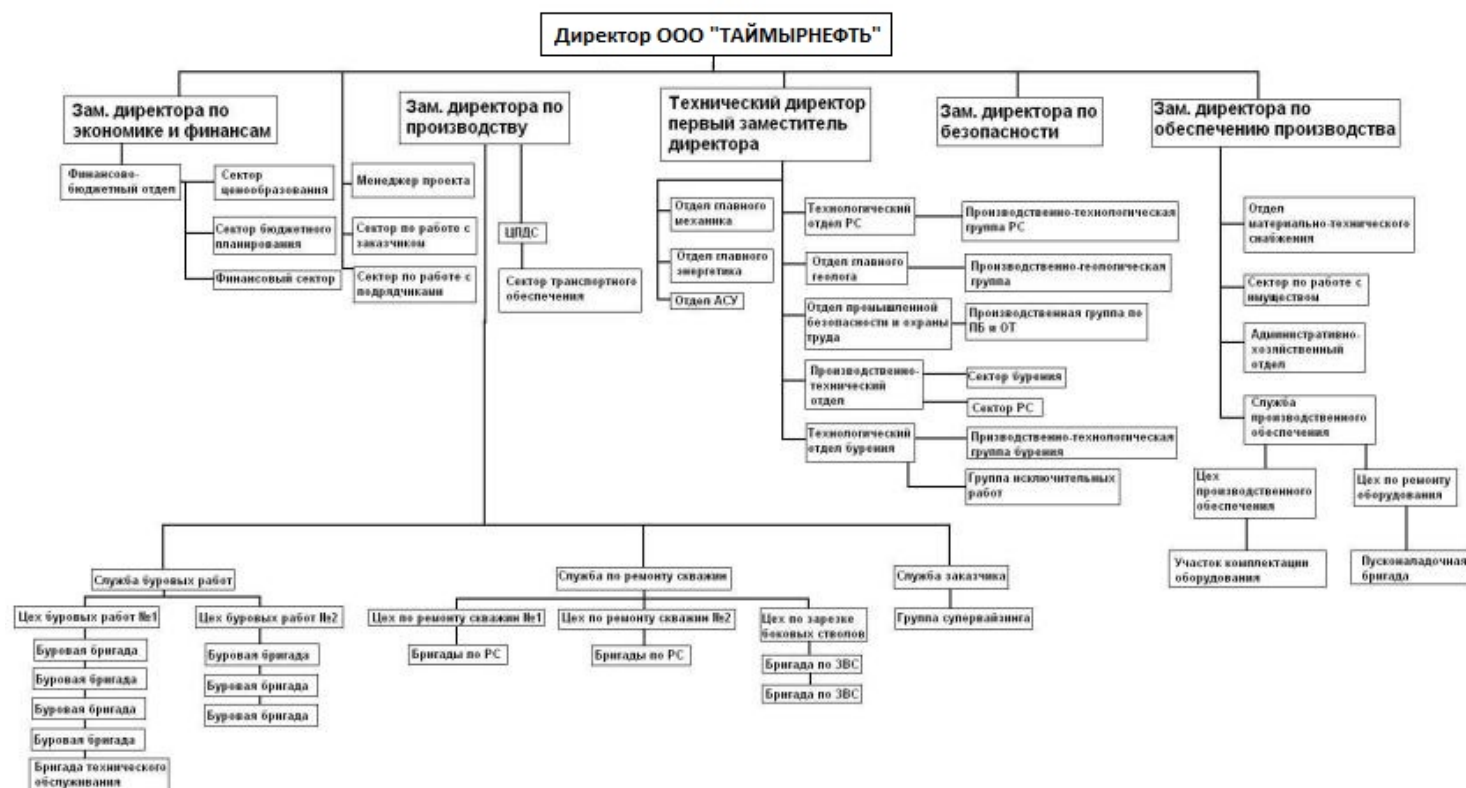
Таблица М.2.1 - Состав оборудования свабиrowания и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

Приложение II

(Обязательное)

Организационная структура управления ООО «Таймырнефть»



Рисонок П.1 – Организационная структура управления ООО «Таймырнефть»

Приложение Р.1

(Обязательное)

Расчет нормативной карты

Таблица П.1.1 - Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2660
Способ бурения:	
- под кондуктор, под техническую и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- кондуктор	d 273.1 мм на глубину 1300 м
- техническая	d 193.7 мм на глубину 1450 м
- эксплуатационная	d 127 мм на глубину 2660 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ - 950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-1300м	54
- в интервале 1300-1450м	54
- в интервале 1450-2660м	18
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
Кондуктор	УБТ203х100 45ХГМА – 48м
Техническая колонна	УБТ203х100 45ХГМА – 48м
Эксплуатационная колонна	УБТ108х73 45ХГМА – 120м

Продолжение таблицы Р.1.1

Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 0-1300 м	Двигатель ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1300-1450 м	Двигатель ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1450 - 2660м	Двигатель ВЗД ДР-127
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-1300 м	127'9
- в интервале 1300-1450 м	127'9
- в интервале 1450-2660 м	89'9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-1300 м	Долото 349,2МТR115 М-ГВУ
- в интервале 1300-1450 м	Долото 243FD519S
- в интервале 1450-2660 м	Долото 158.7 ТЗ-ПГВ

Приложение Р.2

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица Р.2.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО		
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	Расчет нормативного времени на СПО, ч
Кондуктор	0-1300	349,2	1350	0-100	0,0119	1,19
				100-200	0,012	1,2
				200-300	0,0131	1,31
				300-400	0,0144	1,44
				400-500	0,0144	1,44
				500-600	0,0144	1,44
				600-700	0,0153	1,53
				700-800	0,0156	1,56
				800-900	0,0157	1,57
				900-1000	0,0157	1,57
				1000-1100	0,0158	1,58
				1100-1200	0,0164	1,64
				1200-1300	0,0175	1,75
Итого						19,22
Техническая колонна	1300-1450	243	1000	1300-1400	0,0186	1,86
				1400-1450	0,0188	1,88
Итого						3,74

Продолжение таблицы Р.2.1

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО		
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	Расчет нормативного времени на СПО, ч
Эксплуатационная колонна	1450-2660	158,7	1300	1450-1500	0,0191	1,91
				1500-1600	0,0197	1,97
				1600-1700	0,0208	2,08
				1700-1800	0,0228	2,28
				1800-1900	0,0231	2,31
				1900-2000	0,0238	2,38
				2000-2100	0,0244	2,44
				2100-2200	0,0247	2,47
				2200-2300	0,0250	2,50
				2300-2400	0,0253	2,53
				2400-2500	0,0254	2,54
				2500-2600	0,0256	2,56
				2600-2660	0,0264	2,64
Итого						30,61
Итого						53,57

Приложение Р.3

(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Р.3.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
Бурение под кондуктор	Долото 349,2MTR115 М-ГВУ	1350	0,96	0-1300	1300	0,028	36,4	19,22	55,62
Итого			0,96		1300		36,4	19,22	55,62
Бурение под техническую колонну	Долото 243FD519S	1000	0,15	1300-1450	150	0,038	5,7	3,74	9,44
Итого			1,11		1450		42,1	22,96	65,06
Бурение под эксплуатационную колонну	Долото 158.7 ТЗ-ПГВ	1300	0,93	1450-2660	1210	0,078	94,38	30,61	124,99
Всего			2,04		2660		136,48	53,57	190,05

Продолжение таблицы Р.3.1

Крепление:									
- кондуктора									15,0
- техническая									19,0
- эксплуатационная									33,0
Установка центраторов									
-кондуктор			26						0,43
-техническая			29						0,48
- эксплуатационная			53						0,88
ОЗЦ:									
-кондуктора									11,0
-техническая									20,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-кондуктор				1290-1300					2,95
-техническая				1440-1450					3,15
- эксплуатационной				2650-2660					4,85
Промывка скважины (1 цикл)									
-кондуктор									0,78
-техническая									0,33
- эксплуатационная									0,88
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									334,43
Ремонтные работы (3,3 %)									11,03
Общее время на скважину									376,35

Приложение С

(Обязательное)

Сметный расчет на бурение и крепление

Таблица С.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	29002,5	-		2,45	71056,19	0,41	11891,04	5,52	210569,65
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4329,0	3,00	10250,30	2,45	10606,15	0,41	1774,91	5,52	30587,58
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	5901,4	-		2,45	14458,38	0,41	2419,57	5,52	42369,50

Продолжение таблицы С.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1899,1	-		2,45	4652,70	0,41	778,61	5,52	10482,81
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	52111,8	3,00	125362,00	2,45	127674,1	0,41	21365,85	5,52	390587,30
Износ бурового инструмента к-т,сут	6146,4	3,00	15895,30	2,45	15058,73	0,41	2520,03	5,52	45369,20
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1603,0	-		2,45	3927,28	0,41	657,22	5,52	8848,39
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	275670,0	1,20	295636,20	2,45	675391,2	0,41	113024,70	5,52	2152650,40

Продолжение таблицы С.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	179696,0	-			0,00	-		5,52	1365744,20
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3497,9	-		2,45	8569,97	-		-	
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	77722,6	3,00	233167,8	-		0,41	31866,27	5,52	429028,77
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	5194,8	-		2,45	12727,38	0,41	2129,89	5,52	35685,60
Плата за подключенную мощность, сут	29057,7	3,00	78650,00	2,45	71191,27	0,41	11913,64	5,52	205603,50
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8988,9	3,00	132,06	-		-			

Продолжение таблицы С.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	22513,1	-		2,45	55156,97	0,41	9230,35	5,52	152632,80
Эксплуатация ДВС, сут	1980,7	-		2,45	4852,81	0,41	812,10	5,52	10933,68
Эксплуатация трактора, сут	7334,9	3,00	19800,30	2,45	17970,42	0,41	3007,29	5,52	40488,45
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	22931,7	3,00	57690,00	2,45	56182,57	0,41	9401,98	5,52	126582,76
Транспортировка вагон- домиков с базы до буровой, т	3185,5	147,00	380690,60	-		-		-	
Амортизация вагон- домиков 7 шт, сут	35257,2	3,00	102883,00	2,45	86380,07	0,41	14455,44	5,52	254362,30
Содержание станции геолого- технологического контроля, сут	3430,6	-		2,45	8404,87	0,41	1406,53	5,52	22698,90
Порошок бентонитовый марки А, т	17438,7	-		14,20	247629,26	25,40	442942,47	-	

Продолжение таблицы С.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
КМЦ-700 высший сорт, т	410503,3	-		0,17	69785,55	0,38	155991,24	-	
Биолуп LVL, т	69468,8	-		-		-		0,74	51406,94
NaCl, т	46996,6	-		-		-			
Сода кальцинированная марки А, т	4104,4	-		0,09	348,88	0,06	246,27	-	
НТФ, т	194112,5	-		-		-		0,42	81527,26
POLY KEM D, т	69468,8	-		-		-		0,63	43765,37
Барит, т	67447,3	-		-		-		-	
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6881,5	0,35	2405,00	14,51	99851,15	40,32	277463,69	1,40	9634,16
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	5472,6	-		0,80	4378,05	3,50	19153,96	1,03	5636,74
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5962,6	-		6,39	38101,27	63,30	377435,11		

Продолжение таблицы С.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	6003,5	0,82	4740,00	0,34	2041,18	0,86	5162,99		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1410205,73		1706396,59		1517051,16		5727196,27	
Итого затраты зависящие от времени	10360849,74								
Затраты зависящие от объема работ									
Долото 349,2MTR115 М- ГВУ	140162,88	-	-	0,96	134556,3	-	-	-	
Долото 243FD519S	281734,74	-	-	-		0,15	42260,21	-	
Долото 158.7 ТЗ-ПГВ	209999,28	-	-	-		-		0,93	195299,33
Износ шурфа на 10 %, м	318,55	-	-	9,00	2866,97	110,00	35040,72	280,00	3758,04
Транспортировка труб, т	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	172957,40								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб				0		142182,0096		100908,9014	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				1410205,73		1848578,595		1617960,057	
Всего по сметному расчету, руб				21337021,43					

Таблица С.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	30813,78	0,66	20337,09	0,84	25883,58	1,46	44988,12
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	5186,68	0,66	3423,21	0,84	4356,81	1,46	7572,55
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5942,22	0,66	3921,87	0,84	4991,46	1,46	8675,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,67	0,66	1016,18	0,84	1293,32	1,46	2247,92
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	53153,26	0,66	35081,15	0,84	44648,74	1,46	77603,76
Износ бурового инструмента к- т,сут	6168,88	0,66	4071,46	0,84	5181,86	1,46	9006,57
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1776,54	0,66	1172,52	0,84	1492,29	1,46	2593,75
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	273656,59	0,66	180613,35	0,84	229871,53	1,46	399538,62

Продолжение таблицы С.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени							
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	281796,00	0,66	185985,36	0,84	236708,64	1,46	411422,16
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	87806,00	0,66	57951,96	0,84	73757,04	1,46	128196,76
Плата за подключенную мощность,сут	28996,40	0,66	19137,62	0,84	24356,98	1,46	42334,74
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	22502,84	0,66	14851,87	0,84	18902,39	1,46	32854,15
Эксплуатация ДВС, сут	2082,84	0,66	1374,67	0,84	1749,59	1,46	3040,95
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	21502,26	0,66	14191,49	0,84	18061,90	1,46	31393,30
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34795,68	0,66	22965,15	0,84	29228,37	1,46	50801,69
Эксплуатация бульдозера, сут	4175,89	0,66	2756,09	0,84	3507,75	1,46	6096,80
Эксплуатация трактора, сут	7416,54	0,66	4894,92	0,84	6229,90	1,46	10828,15
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1939,90	1,70	3297,83	25,00	48497,50	1,21	2347,28
Башмак колонный БКМ-273 ОТТМ, ОТТГ, шт	18459,68	1,00	18459,68	-		-	
Башмак колонный БКМ-194 ОТТМ,ОТТГ,БТС, шт	14702,40	-		1,00	14702,40	-	
Башмак колонный БКМ-127 ОТТМ, ОТТГ,БТС, шт	10822,60	-		-		1,00	10822,60

Продолжение таблицы С.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени							
Центратор ЦЦ-219/320, шт	5125,42	26,00	133260,92				
Центратор ЦЦ-194/245, шт	4533,24	-		29,00	131463,96	-	
Центратор ЦЦ-127/165, шт	3593,92	-		-		53,00	190477,76
ЦКОДМ -273 ОТТМ, ОТТГ, шт	23544,26	1,00	23544,26			-	
ЦКОДМ -194 ОТТМ, ОТТГ, БТС, шт	22543,68	-		1,00	22543,68		
ЦКОДМ -127ОТТМ, ОТТГ, БТС, шт	21134,70					1,00	21134,70
Продавочная пробка ПРП-Ц- 273, шт	17704,14	1,00	17704,14	-		-	
Продавочная пробка ПРП-Ц 194, шт	13334,26	-		1,00	13334,26	-	
Продавочная пробка ПРП-Ц 127, шт	8045,48	-		-		1,00	8045,48
Головка цементируочная ГЦУ- 273 А	857640,00	1,00	857640,00	-		-	
Головка цементируочная ГЦУ- 194 А	745330,00	-		1,00	745330,00	-	
Головка цементируочная ГЦУ- 127 А	610558,00	-		-		1,00	610558,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1627652,80		1706093,94		2112581,44	

Продолжение таблицы С.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 273,1x7,5, м	7598,28	1300,00	9877766,60	-	-	-	-
Обсадные трубы 193,7x6,4, м	5825,83	-	-	1450,00	8447447,70	-	-
Обсадные трубы 127x5,6, м	4075,83	-	-	-	-	2600,00	10597163,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-50, т	6146,4	-		-		1,10	6761,06
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об(4)-100, т	6820,3	-		-		12,10	82525,39
Хлористый кальций, т	15850	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	1,00	29811,16	2,00	59622,32	6,00	178866,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	13,20	16199,59
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,50	11149,32	4,00	29731,52
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-		-		1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8596,82	-		-		1,00	8596,82

Продолжение таблицы С.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ							
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3655,18	-		16,00	58482,88	24,00	87724,32
Транспортировка обсадных труб, т	4126,88	28,60	118028,83	27,55	3251694,13	44,95	185503,35
Транспортировка обсадных труб запаса , т	8065,90	0,86	6920,54	0,83	5719,83	1,35	10876,87
Транспортировка вахт, руб	172957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб		10093071,63		12162553,48		11369100,03	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		39071053,33					
Всего по сметному расчету, руб		39244010,73					

Таблица С.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12568951
Разработка трубопроводов линий передач и др.	49688,3
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	220780,3
Итого по главе 1	12839420
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	3245852,2
Разборка и демонтаж	250070
Монтаж установки для освоения скважины	92602,2
Демонтаж установки для освоения скважины	34500,8
Итого по главе 2	3623025,2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	21337021,43
Крепление скважины	39244010,73
Итого по главе 3	60581032,16
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2589340
Итого по главе 4	2589340

Продолжение таблицы С.3

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	6443377,96
Итого по главе 5	6443377,96
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	232598,22
Эксплуатация котельной	563592
Итого по главе 6	796190,22
Итого по главам 1-6	86872385,14
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	14247071,16
Итого по главе 7	14247071,16
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	8089556,50
Итого по главе 8	8089556,50
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	5023614,59
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	3167061,37

Продолжение таблицы С.3

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	1965762,23
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	94755,56
Топографо-геодезические работы	27220,3
Скважины на воду	994430,5
Итого по главе 9	11272844,55
Итого по главам 1-9	120481857,35
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	240963,71
Итого по главе 10	240963,71
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	182045
Проектные работы	824065
Итого по главе 11	1006110
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	60864465,53
Итого по главе 12	60864465,53
Итого по сводному сметному расчету	182593396,60
НДС 18%	32866811,39
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	215460207,99